

Windenergiepotential Vorarlberg

Einschätzung der Windverhältnisse und des theoretischen
Windenergiepotentials im Land Vorarlberg



Auftraggeber: Amt der Vorarlberger Landesregierung
Fachbereich Energie und Klimaschutz

Auftragnehmer: Energiewerkstatt
Technisches Büro und Verein zur Förderung erneuerbarer Energie
Heiligenstatt 23
5211 Friedburg
Österreich
Tel.: +43 7746 28212
office@energiewerkstatt.org

Bearbeitung: Dr. Alexander Stökl
DI Andreas Krenn, MBA

Revision: V0

Friedburg, am 14. April 2023

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	4
1.1	Bestehende Erhebungen des Windenergiepotentials in Vorarlberg.....	5
2.	Methodik der Windmodellierung.....	6
2.1	Windmodellierung und geostatistisches Interpolationsverfahren	6
2.2	Windmessdaten	6
3.	Ergebnisse Windatlas Vorarlberg.....	8
3.1	Mittlere Windgeschwindigkeit.....	8
3.2	Weibull-Koeffizienten a und k	10
3.3	Leistungsdichte des Windes	13
3.4	Diskussion der Ergebnisse	15
4.	Windpotentialflächen in Vorarlberg	19
4.1	Leistungsdichte des Windes als Kriterium für Potentialflächen	19
4.2	Geographische Kriterien für Potentialflächen	22
4.3	Potentialflächen für die Windenergienutzung in Vorarlberg	24
4.4	Regionsweise Diskussion des Vorarlberger Windenergiepotentials	27
5.	Literaturverweise	30
6.	Abbildungsverzeichnis.....	31

1. Einleitung

Windenergie ist einer der wesentlichen Teile des Österreichischen Ausbaus erneuerbarer Energieträger. In den Österreichischen Bundesländern gibt es dabei stark unterschiedliche meteorologische und geographische Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Windkraftanlagen. Gegenstand des vorliegenden Berichts ist eine Ermittlung des Windenergiepotentials in Vorarlberg, wobei hier ausschließlich das Kriterium des theoretischen Windangebots und technisch-geographischer Kriterien berücksichtigt werden sollen. Demnach gliedert sich dieser Bericht in zwei Themenblöcke:

- Der Erstellung eines Windatlasses von Vorarlberg, d.h. eines Sets von Karten, in denen landesweit die für die Windenergie relevanten Messgrößen der Windverhältnisse dargestellt sind.
- Die Darstellung und Kombination von Einschränkungen für die möglichen Potentialflächen für die Windenergienutzung, die sich aus den meteorologischen und geographischen Gegebenheiten (insbesondere der Hangneigung des Geländes) ergeben.

Die für die Windenergie relevanten Windbedingungen sind eine Information, die sich nicht aus den üblichen meteorologischen Aufzeichnungen und Messdaten erschließt. Meteorologische Messstationen haben üblicherweise Messhöhen von maximal 10 m und liegen daher tief in der bodennahen Grenzschicht, d.h. in jenem Teil der Windströmung, der durch Wechselwirkungen mit dem Terrain, mit der Vegetation und mit Bodenhindernissen dominiert ist. Infolge der reibungsinduzierten Windscherung nehmen die Windgeschwindigkeiten mit zunehmender Höhe über Grund zu, womit auf Nabenhöhe der Windkraftanlagen – bei aktuellen Anlagen meist jenseits der 100 m – deutlich andere und bessere Windbedingungen herrschen als in Bodennähe. Eine wesentliche Vorausbedingung für die Entwicklung von Windenergieprojekten ist daher die Erhebung der Windverhältnisse in den relevanten Höhen.

Dabei ist es aber wichtig zu betonen, dass ein Windatlas immer nur einen ersten Anhaltspunkt für das Windpotential eines konkreten Standorts liefern kann. Auch in Regionen Österreichs, in denen es schon viel Erfahrung mit der Windenergienutzung gibt (bspw. im Niederösterreichischen Weinviertel), werden bei der Entwicklung von Windenergieprojekten Daten von Windmessungen herangezogen (siehe auch Abschnitt 2.2). Solche Messungen mit typischen Masthöhen zwischen 80 m und 120 m sind aufwändig, teuer, und – da die Messreihen mindestens ein Jahr abdecken müssen – langwierig. Dieser Aufwand ist jedoch notwendig, da man letztlich nur auf diese Weise Gewissheit über die Windbedingungen an einem möglichen Windenergie-Standort erhalten kann.

Die Ermittlung von Potentialflächen als zweiter Themenblock in diesem Bericht orientiert sich ausschließlich an technischen Kriterien (Windbedingungen, Gelände, Wasserflächen und Vergletscherungen). Zusätzliche Einschränkungen für die Potentialflächen, die sich in Hinsicht auf Natur- und Landschaftsschutz, Schallemissionen, Eisfallgefährdung oder Raumordnungsvorgaben ergeben, sind nicht berücksichtigt.

1.1 Bestehende Erhebungen des Windenergiepotentials in Vorarlberg

ZAMG Studie 2003

Eine erste Erhebung des Windenergiepotentials in Vorarlberg wurde im Jahr 2003 von Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik im Auftrag der Vorarlberger Landesregierung durchgeführt (ZAMG, 2003). Gemäß dem damaligen Stand der Windkraftanlagen wurden dabei Windkarten in 50 m und 70 m über Grund erstellt. Seit dem Jahr 2003 haben sich die typischen Abmessungen von Windkraftanlagen deutlich erhöht. Aktuelle Anlagen haben nur noch in seltenen Ausnahmefällen Nabenhöhen von unter 100 m. Eine zweite Einschränkung ist die vergleichsweise grobe räumliche Auflösung von 500 m x 500 m. Dies bedingt, dass viele kleinskalige geographische Strukturen, wie sie vor allem in den bergigen Regionen Vorarlbergs vorkommen, nicht aufgelöst werden können (siehe dazu den Ergebnisvergleich in Abschnitt 3.4.2.)

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten wurde in der ZAMG Studie von einem Wert von mindestens 240 W/m² ausgegangen. In einer aktuellen Betrachtung würde man in Abhängigkeit von den jeweiligen projektrelevanten Bedingungen eventuell auch niedrigere Werte als wirtschaftlich interessant ansehen (siehe Abschnitt 4.1). Hinzu kommt, dass aktuelle Windkraftanlagen aufgrund ihrer Bauhöhe die Windverhältnisse in größerer Höhe nutzen können. Mit der Höhenzunahme der Windgeschwindigkeit sind daher nun auch Standorte interessant, die mit geringeren Nabenhöhen nicht rentabel gewesen wären.

Projekt „AuWiPot“ Windatlas und Windpotentialstudie Österreich 2011

In dem Projekt *AuWiPot - Windatlas und Windpotentialstudie Österreich* wurde von der Energiewerkstatt, in Zusammenarbeit mit der Meteotest Schweiz, dem Wegener Zentrum der Universität Graz und den iSpace Research Studios, in den Jahren 2009 - 2011 ein Österreichweiter Windenergie-Datensatz erstellt. Dieser basiert auf einem 10-jährigen numerischen MM5 Wettermodell mit einer horizontalen Auflösung von 2 km x 2 km. Mittels eines geostatistischen Ansatzes und eines hochaufgelösten Geländemodells wurde dieser Datensatz auf eine Gitterweite von 100 m verfeinert (Krenn et al., 2010, 2011). Da numerische Modelle tendenziell zu hohe Windgeschwindigkeiten ausgeben, wurden die Modellierungsergebnisse anhand eines Netzes von Windmessdaten kalibriert. Dafür wurden Messdaten von etwa 200 Windmessungen verschiedenster Quellen aus Österreich und dem grenznahen Ausland herangezogen. Eine Diskussion der Ergebnisunterschiede zwischen dem Projekt AuWiPot und dem hier vorgestellten Vorarlberger Windatlas findet sich in Abschnitt 3.4.2.

Aufbauend auf den Ergebnissen des AuWiPot Projekts, wurde im Jahr 2013 eine Folgestudie durchgeführt, in der das tatsächlich realisierbare Windkraftpotential (gegenüber dem theoretischen Windkraftpotential) bis 2020 und 2030 untersucht wurde (Winkelmeier, Krenn, & Zimmer, 2014).

Die Ergebnisse aus der AuWiPot Studie haben sich in den vergangenen Jahren in vielfachen Anwendungen und Fragestellungen bewährt. Da die AuWiPot Winddaten auf einer regionalen Kalibrierung mit Windmessergebnissen beruht, ist die Zuverlässigkeit der Ergebnisse in Regionen mit einer guten Abdeckung durch Windmessungen (mit einer entsprechenden Messhöhe) besonders hoch. Das trifft beispielsweise auf die meisten Regionen Niederösterreichs zu. In anderen Teilen Österreich, in denen zum damaligen Zeitpunkt nur wenige Messdaten vorlagen, muss hingegen mit höheren Unsicherheiten gerechnet werden. Dieser Umstand war somit eine der Motivationen für die neuerliche Ausarbeitung eines Windatlases für Vorarlberg.

2. Methodik der Windmodellierung

Der Vorarlberger Windatlas wurde in Form einer Aktualisierung der AuWiPot Windkarten umgesetzt. Die Grundsätzliche Methodik ähnelt daher der des Projekts AuWiPot, wie sie in Krenn et al. (2010) und (2011) beschrieben ist.

Rein auf numerischer Simulation beruhende Windkarten, wie sie z.B. in der Form des *Global Wind Atlas* (globalwindatlas.info) oder des *New European Wind Atlas* (map.neweuropeanwindatlas.eu) verfügbar sind, neigen dazu, das tatsächlich zu Verfügung stehende Winddargebot zu überschätzen. Das trifft insbesondere für gebirgiges Gelände zu, wo es vielfach zu einer Überschätzung der Höhenzunahme der Windgeschwindigkeit kommt. Ein wesentliches Element der Windmodellierung ist daher die Skalierung der modellierten Windgeschwindigkeiten anhand von Ergebnissen von in situ Windmessungen.

2.1 Windmodellierung und geostatistisches Interpolationsverfahren

Ausgangspunkt der Windmodellierung ist eine mesoskalige, regionale MM5 Wettersimulation, die mit einem Reanalyse Datensatz angetrieben wird. In dieser Modellierung werden die atmosphärischen Prozesse mit einer horizontalen Auflösung von 2 km × 2 km simuliert. Der modellierte Bereich umfasst dabei das gesamte Gebiet Österreichs sowie Teile angrenzender Staaten. Westlich Vorarlbergs ist so auch ein etwa 70 km breiter Teil der Schweiz enthalten.

In einem weiteren Schritt werden die vom MM5 Modell erzeugten Windfelder mittels eines geostatistischen Ansatzes in den verschiedenen Höhen auf eine horizontale Auflösung von 100 m verfeinert. In diesem geostatistischen Interpolationsverfahren gibt es Terme für Hangneigungen, für Gebirgskämme, für Gräben und Tallagen sowie für einen regionalen Bias. Durch diese Korrekturterme wird die Windgeschwindigkeit in tief eingeschnittenen Tälern reduziert, während sie in den Gipfelregionen durch den speed-up Effekt erhöht wird. Als letzter Korrekturterm werden lokal die Werte von Referenz-Windmessungen herangezogen und so das Windfeld anhand der tatsächlich gemessenen Windgeschwindigkeiten skaliert.

2.2 Windmessdaten

Für die Verwendung als Referenzwert in dem geostatistischen Interpolationsverfahren müssen Windmessdaten zunächst auf die entsprechenden Modellierungshöhen gebracht werden. Dafür gibt es mehrere Ansätze.

Die beste und zuverlässigste Möglichkeit ist die Verwendung einer Windmessung mit einer entsprechenden Messhöhe, was die aufwendige und kostenintensive Errichtung eines Windmessmastes bedingt. Für die Planung von Windenergieprojekten in Österreich werden in der Regel Daten von Mastmessungen herangezogen und – wenn in der Projektumgebung keine solchen Daten existieren – zuvor eine solche Mastmessung über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr durchgeführt. In dem Bundesland Vorarlberg gibt es mit der Windmessung am Pfänder nur einen Datensatz von Messdaten, der in diese Kategorie fällt.

Eine zweite Möglichkeit der Messung der Windgeschwindigkeit in den für die Windenergie relevanten Höhen sind LiDAR Messungen. Dabei können vom Boden aus mittels Laserstrahlen die Windbedingungen in größere Höhen erfasst werden. LiDAR Messungen sind somit deutlich einfacher und weniger aufwendig als Mastmessungen, aber dafür gerade im komplexen Gelände mit Messunsicherheiten verbunden. Ein Vorteil von LiDAR Messungen ist, dass damit das Scherprofil der Windgeschwindigkeit gut und bis in große

Höhen erfasst werden kann. Unter den Windmessdatensätzen in Vorarlberg war mit der Messung am Eichenberg auch ein solcher LiDAR Datensatz vertreten.

Wenn keine Windmessungen mit entsprechenden Messhöhen vorhanden sind, müssen Messdaten von bodennahen Messungen oder kurzen Messmasten durch eine Höhenextrapolation auf die relevanten Höhen umgerechnet werden. Eine zuverlässige Höhenextrapolation bedarf jedoch einer guten Einschätzung der Strömungsbedingungen im Umfeld der Messung. Zudem muss eine Beeinflussung der Messung durch Hindernisse oder andere lokale Effekte ausgeschlossen sein.

Langzeitkorrektur

Für die Verwendung im Windatlas muss die langjährige Repräsentativität einer Windmessung gewährleistet sein. Die einfachste und beste Möglichkeit dies sicherzustellen, sind lange, mehrjährige Messzeiträume. Bei meteorologischen Messstationen ist dies oft der Fall. Liegen Messreihen nur über kürzere Zeiträume vor, was auf die meisten Messungen für die Windenergie zutrifft, so müssen diese Zeitreihen durch eine Korrelation mit langjährigen Vergleichsdatensätzen langzeitkorrigiert werden.

Verwendete Datensätze

Für die Erstellung des Vorarlberger Windatlasses wurde, wie oben beschrieben, ein weit über Vorarlberg hinausreichendes Gebiet modelliert. In diesem gesamten Bereich wurden insgesamt über 200 Messungen aus Österreich, Deutschland, Italien, und der Schweiz herangezogen. Diese Messdaten stammen aus unterschiedlichen Quellen und umfassen Windenergie-Windmessungen mit verschiedenen Messhöhen als auch eine Reihe von meteorologischen Datensätzen. Gegenüber den bereits im Projekt AuWiPot verwendeten Datensätzen wurden für den Vorarlberger Windatlas noch zusätzliche Schweizer Messdaten der IMIS Stationen des SLF (Institut für Schnee- und Lawinenforschung) und der SwissMetNet integriert. Innerhalb Vorarlbergs wurde der Messdatensatz um die Pfänder Messung und den LiDAR Datensatz vom Eichenberg erweitert. Die Datensätze der verwendeten ZAMG Stationen in Vorarlberg wurden mit den aktuellen Messreihen nachgepflegt. Zusätzlich wurden noch zwei besonders geeignete Datensätze von Lawinenmessstationen hinzugefügt.

Aus den in Vorarlberg vorliegenden Windmessergebnissen wurden für die Skalierung in dem geostatistischen Interpolationsverfahren die am besten geeigneten Datensätze ausgewählt. So wurden für die Modellierung nur Messungen mit einer hohen Datenqualität und an gut dafür geeigneten Standorten herangezogen. Im Fall von bodennahen Messungen bedeutet das vor allem, dass eine Beeinflussung der Messwerte durch Hindernisse und andere Umgebungseffekte weitgehend ausgeschlossen werden kann und eine sinnvolle Einschätzung der Höhenzunahme möglich ist. Zudem muss eine Beeinflussung der Messergebnisse durch lokal begrenzte Windsysteme (z.B. bodennahe Fallwinde) ausgeschlossen sein, da eine Extrapolation solcher lokalen Effekte auf mesoskalige Windbedingungen diese nur verfälschen würde. Als drittes Kriterium bei der Auswahl der Messungen wurde eine möglichst gleichmäßige Abdeckung des Vorarlberger Landesgebiets angestrebt.

Der größere Teil der Windmessungen in Vorarlberg mit geringer Messhöhe (meteorologische Stationen und Lawinenmessstationen) wurde demnach nicht direkt für die Modellierung, sondern für die darauffolgende Plausibilisierung der Modellierungsergebnisse genutzt.

3. Ergebnisse Windatlas Vorarlberg

Die Ergebnisse der Windmodellierung in Vorarlberg wurden in drei Modellierungshöhen, 80 m, 100 m und 130 m, ausgegeben. Die Darstellung erfolgte in einem numerischen Gitter mit einer horizontalen Auflösung von 100 m im Koordinatensystem MGI/Austria Lambert (EPSG:31287). Die Abbildungen in diesem Bericht benutzen das Koordinatensystem EPSG:3857.

Die eigentlichen Ergebnisse der dem Vorarlberger Windatlas zugrundeliegenden Windmodellierung sind Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Windgeschwindigkeit und Windrichtung in jeder 100 m × 100 m Zelle. Für die Darstellung in dem Windatlas werden diese Verteilungen durch die mittlere Windgeschwindigkeit (Abschnitt 3.1), in Form von Weibull-Verteilungen mit den Koeffizienten a und k (Abschnitt 3.2), und als Energiedichte des Windes (Abschnitt 3.3) ausgedrückt. Die Windrichtungsverteilung spielt für die Windenergienutzung eine nur untergeordnete Rolle und wird hier nicht weiter betrachtet. Die ausgewiesenen Größen (mittlere Windgeschwindigkeit, a , k , Leistungsdichte) stellen unterschiedliche Abstraktionen der Wind-Wahrscheinlichkeitsverteilungen in Hinblick auf unterschiedliche Fragestellungen dar. Diese Größen sind daher sich ergänzende Sichtweisen auf die Windbedingungen. Es ist nicht möglich, eine Größe in eine andere umzurechnen, da sie jeweils auf einer Mittelung der gesamten Wahrscheinlichkeitsverteilung beruhen.

3.1 Mittlere Windgeschwindigkeit

Die mittlere Windgeschwindigkeit ist die unmittelbarste und anschaulichste Größe für die Beschreibung der Windbedingungen. Die berechneten Windgeschwindigkeiten in Vorarlberg sind in Abb 1 für die Höhe von 100 m über Grund dargestellt. Die Ergebnisse für die anderen modellierten Höhen von 80 m und 130 m weisen aufgrund der generellen Höhenzunahme der Windgeschwindigkeit ein etwas anderes Niveau auf, sind aber qualitativ sehr ähnlich und werden daher hier nicht separat dargestellt. Das Gleiche gilt sinngemäß auch für die Abbildungen der Weibull Koeffizienten a und k in Abschnitt 3.2 und der Leistungsdichte des Windes in Abschnitt 3.3, in denen ebenfalls nur die Ergebnisse für die Modellierungshöhe von 100 m dargestellt sind.

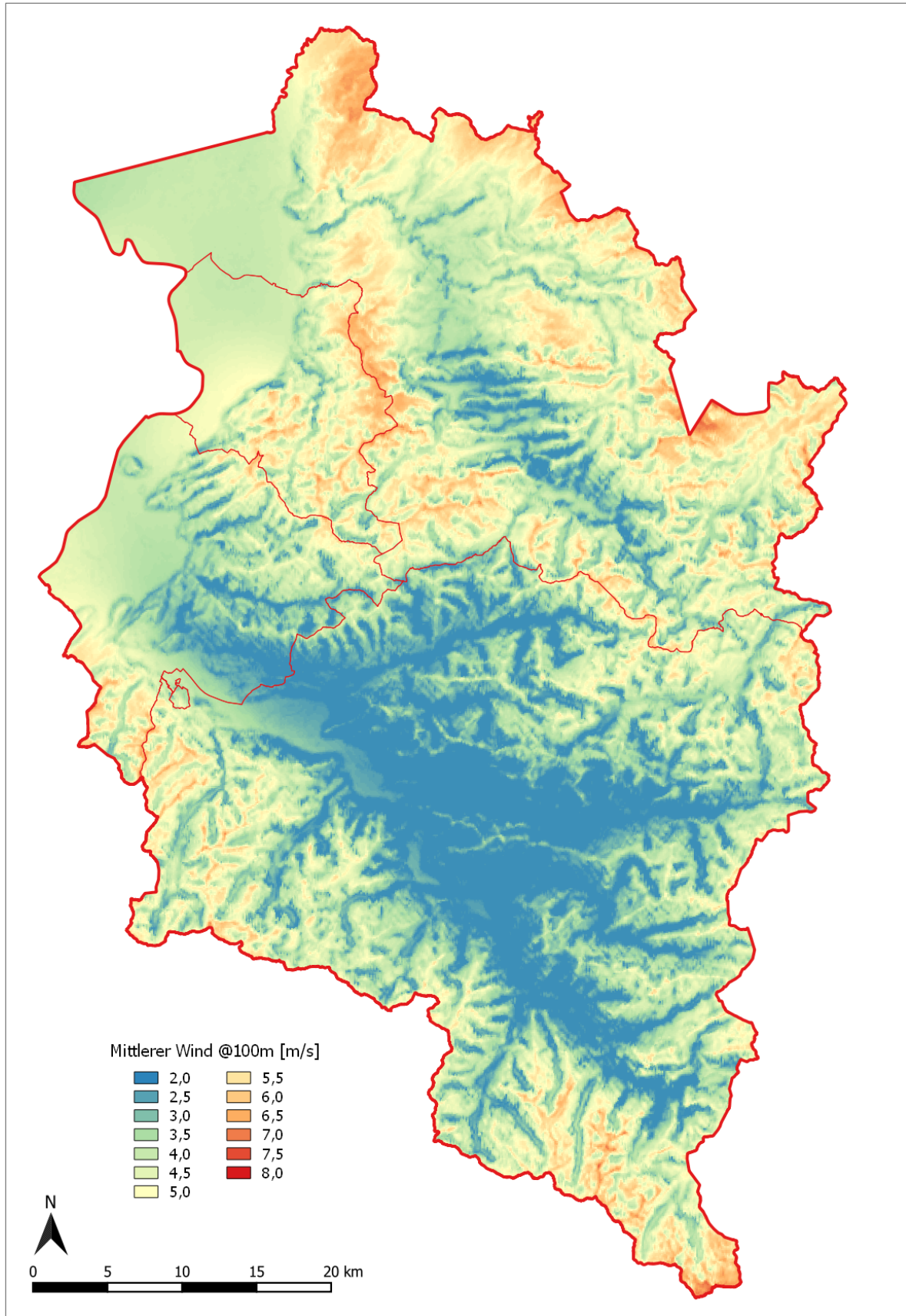


Abb 1: Karte der berechneten mittleren Windgeschwindigkeit in Vorarlberg in einer Höhe von 100 m über Grund.

3.2 Weibull-Koeffizienten a und k

Für die Windenergienutzung ist neben dem einfachen Mittelwert auch die Form der Windgeschwindigkeitsverteilung relevant, d.h. die Beiträge von Winden mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten zum gesamten Windangebot. Eine einfache Möglichkeit die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit an einem Ort zu abstrahieren, ist die Näherung durch eine Weibullverteilung. Eine Weibullverteilung ist eine mathematische Kurve mit zwei Koeffizienten, a und k, wobei der Skalenparameter a die Breite der Verteilung und der Formparameter k die Form der Verteilung bestimmt. Als Illustration der Bedeutung der beiden Koeffizienten a und k sind in Abb 2 zwei unterschiedliche Weibullverteilungen dargestellt, die der selben mittleren Windgeschwindigkeit von 5 m/s entsprechen. Aus den unterschiedlichen Verteilungen der Windgeschwindigkeit ergeben sich auch abweichende Leistungsdichten des Windes. In dem Beispiel aus Abb 2 entspricht die grüne Kurve für $k = 1,5$ einer Leistungsdichte von 146 W/m^2 , während sich aus der roten Kurve für $k = 2$ eine Leistungsdichte von 208 W/m^2 ergibt (jeweils für eine Standard-Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$).

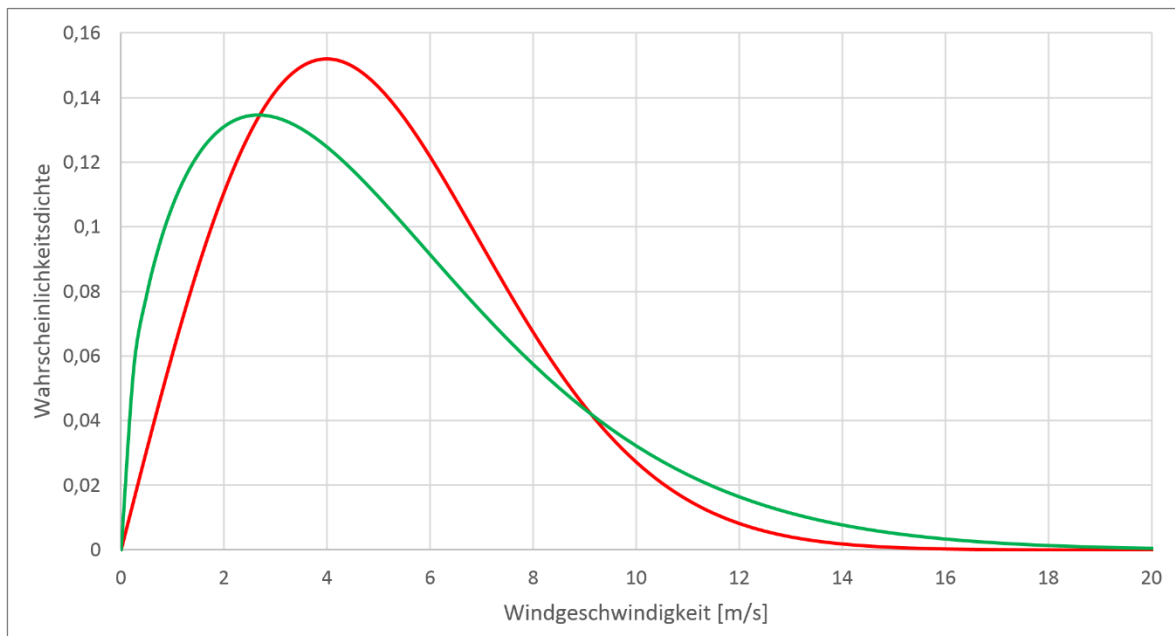


Abb 2: Vergleich zweier Weibullfunktionen mit $k = 1,5$ (grün) und $k = 2$ (rot), die jeweils einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5 m/s entsprechen.

Die Karten für die Weibull Koeffizienten a und k für Vorarlberg in einer Höhe von 100 m über Grund sind in Abb 3 und Abb 4 dargestellt. Man beachte, dass es sich dabei jeweils um eine Näherung der modellierten Windgeschwindigkeitsverteilung als Weibullkurve handelt. Die modellierten Windverteilungen können also auch durchaus einen deutlich anderen Verlauf haben, als in den Beispielen in Abb 2 illustriert.

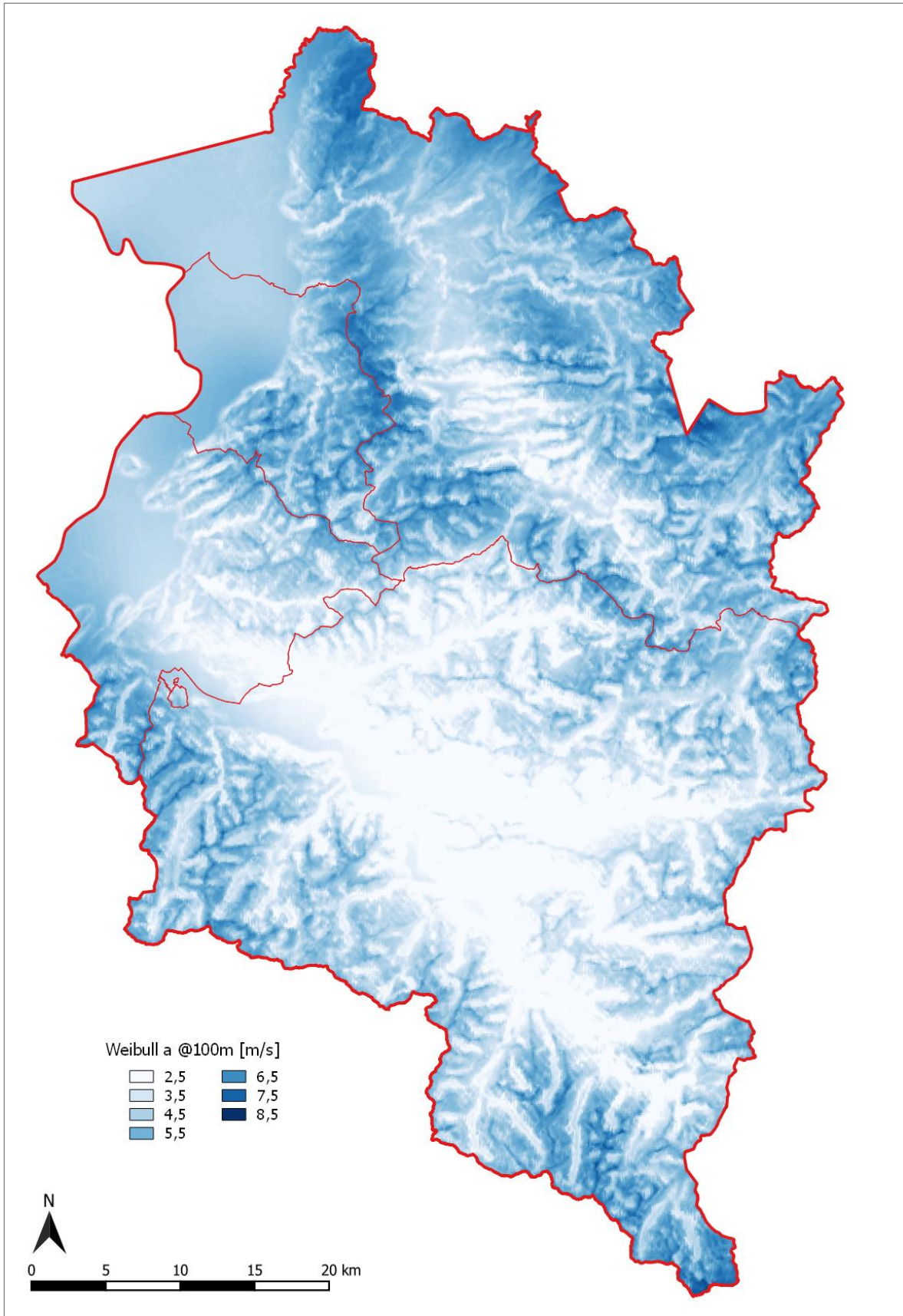


Abb 3: Karte des berechneten Weibullkoeffizienten a für eine Höhe von 100 m über Grund.

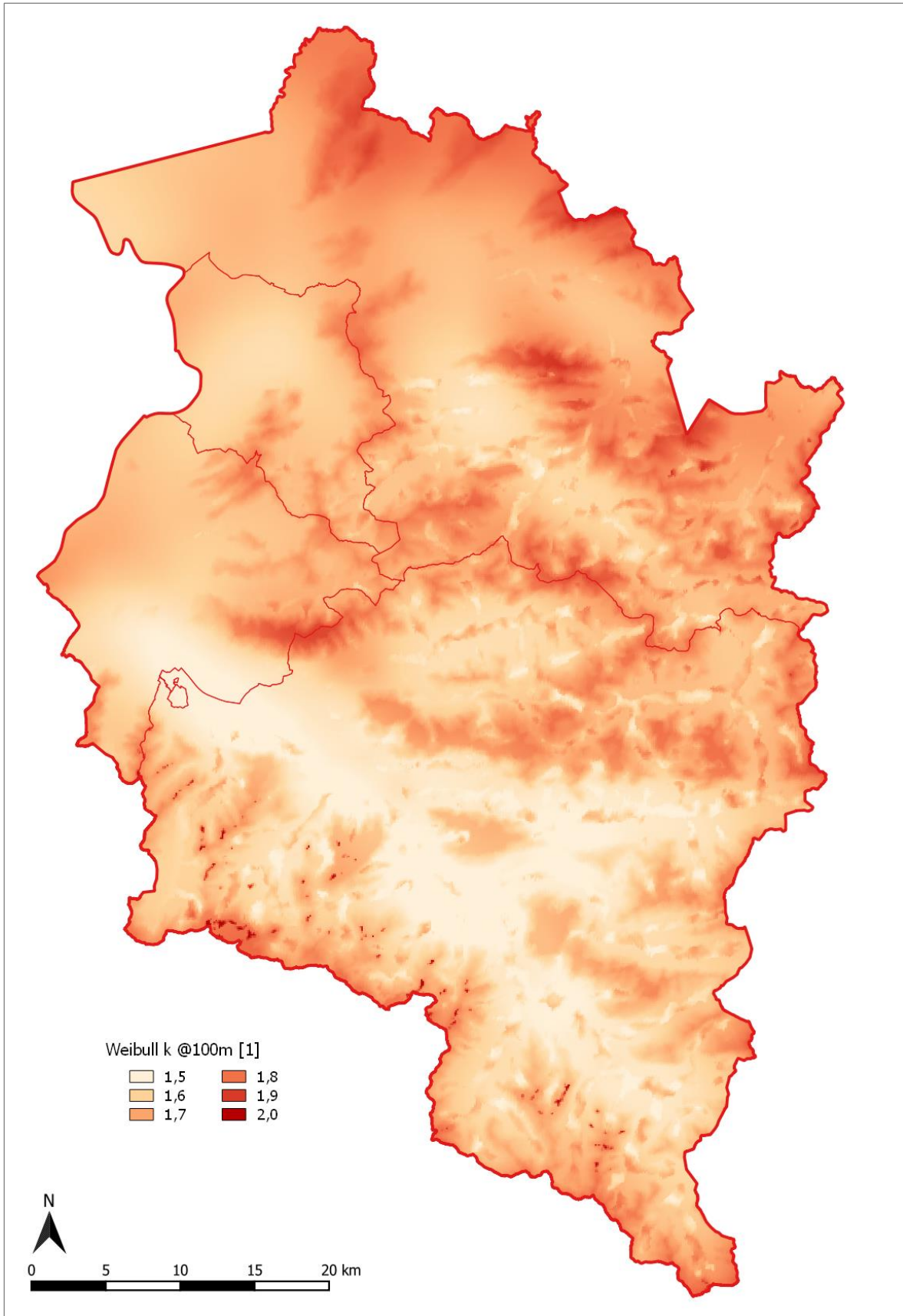


Abb 4: Karte des berechneten Weibullkoeffizienten k für eine Höhe von 100 m über Grund.

3.3 Leistungsdichte des Windes

Die Leistungsdichte des Windes ist eine theoretische Größe und entspricht dem Energiefluss des Windes, d.h. der kinetische Energie ($\frac{1}{2} * \rho \cdot u^2$) mal der Windgeschwindigkeit u . Neben der Verteilung der Windgeschwindigkeit geht in der Leistungsdichte auch die Luftdichte ρ ein. Für große Seehöhen kann also die geringere Luftdichte das Leistungsangebot des Windes merklich schmälern.

Die berechnete mittlere Leistungsdichte des Windes in Vorarlberg ist in Abb 5 für eine Höhe von 100 m über Grund dargestellt.

Nur ein Teil dieser im Wind vorhandenen Leistung kann auch tatsächlich genutzt werden. Für die Windenergienutzung muss der Wind die Rotorebene einer Windkraftanlage durchströmen. Die Windgeschwindigkeit kann also nicht auf null reduziert werden. Der maximale theoretische Nutzungsgrad ist durch das Betz'sche Gesetz gegeben und beträgt 16/27, also etwa 59%. In der praktischen technischen Umsetzung ist der Wirkungsgrad von Windkraftanlagen nochmals deutlich kleiner als dieses theoretische Maximum.

Die Leistungsdichte ist die am besten geeignete Größe für die Bewertung des Windenergiepotentials eines Standorts. Die oftmals verwendete Größe der „Volllaststunden“, die sich aus dem Verhältnis von Jahresertrag durch die Nennleistung der Windkraftanlage ergibt, hängt hingegen von dem gewählten Anlagentyp ab. Anlagen mit demselben Rotordurchmesser können je nach Standortbedingungen mit unterschiedlich leistungsfähigen Generatoren kombiniert werden. Bei gleichbleibendem Windangebot ergibt sich durch die Wahl eines stärkeren Generators ein etwas höherer Jahresertrag, da so die Zeiträume mit sehr hohen Windgeschwindigkeit besser genutzt werden können. Durch die größere Leistungskapazität der Windkraftanlage sinkt jedoch gleichzeitig die Anzahl der Volllaststunden. Die Anzahl der Volllaststunden ist daher nicht primär eine Messgröße für das Windangebot, sondern auch ein Maß dafür, wie gut die Leistungsfähigkeit einer Windkraftanlage auf die Windbedingungen an einem Standort angepasst ist.

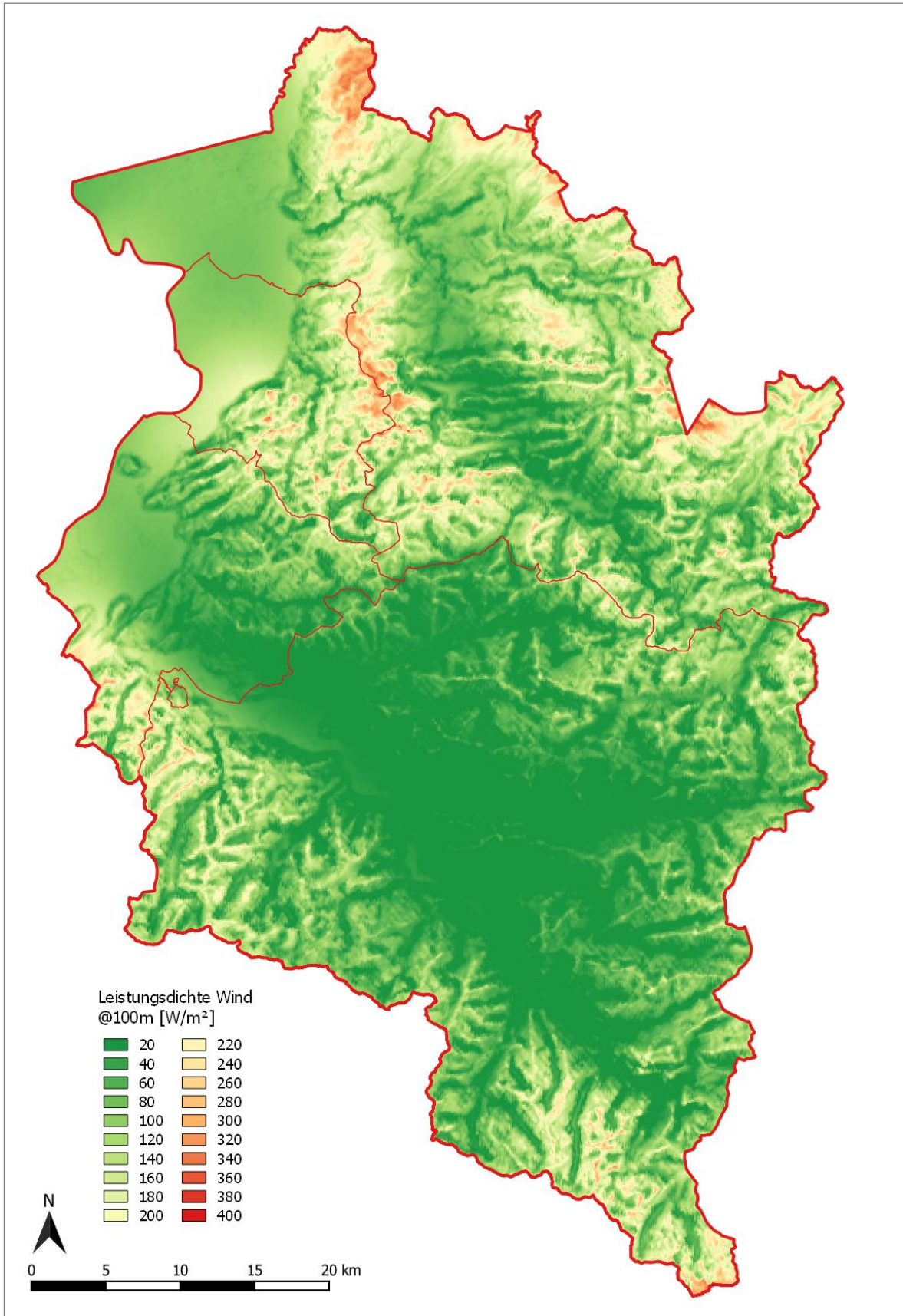


Abb 5: Karte der berechneten mittleren Leistungsdichte des Windes in Vorarlberg in einer Höhe von 100 m über Grund.

3.4 Diskussion der Ergebnisse

Qualitativ kann man in Vorarlberg günstige Windbedingungen grob in zwei Szenarien unterteilen:

- Relativ gute Windbedingungen in den überwiegend flachen und offenen Landesteile entlang des Rheintals.
- Hohe Windgeschwindigkeiten in den höhergelegenen Bereichen entlang der Berggipfel und -grate. Beispiele dafür finden sich im Bregenzerwald, in den Allgäuer Alpen, im Rätikon, und in der Silvretta. Im Lechquellgebirge und dem Verwall ergeben sich hingegen auch in größerer Seehöhe nur moderate Windgeschwindigkeiten.

Eine gewisse Ausnahme zu dieser groben Unterteilung bilden die vergleichsweise niedrigeren und runderen Erhebungen östlich der Bodenseeregion, am Pfänderrücken und den Allgäuer Voralpen, wo auch in moderater Seehöhe relativ hohe Windgeschwindigkeiten auftreten. Eine selektive Filterung und Darstellung von den Teilflächen Vorarlbergs, die nach dem Mindestkriterium einer Leistungsdichte von über 150 W/m^2 für die Windenergienutzung in Frage kommen, findet sich weiter unten in Abschnitt 4.1.

3.4.1 Unsicherheiten

Eine stringente Quantifizierung der Ergebnisunsicherheit des vorgestellten Vorarlberger Windatlasses ist anhand der vorliegenden Datenlage nicht möglich. Die Unsicherheit in den Ergebnissen des Windatlasses ergibt sich aus mehreren Komponenten:

- Systematische Fehler in der zugrundeliegenden numerischen Wettermodellierung. Jede numerische Beschreibung von meteorologischen Zuständen und Vorgängen ist eine Abstraktion und Vereinfachung der tatsächlichen natürlichen Verhältnisse. Nicht alle meteorologische Prozesse lassen sich gleichermaßen in numerischen Beschreibungen abbilden.
- Messunsicherheit der einzelnen Windmessungen. Hier können lokale Anströmungseffekte im Messaufbau und Effekte wie Anemometervereisung eine Rolle spielen. Bei Windmessungen für Windenergiezwecke wird versucht, diese Effekte möglichst genau zu kontrollieren und abzugrenzen. Bei meteorologischen Messungen ist das oft nur zum Teil möglich.
- Unsicherheit in der Höhenextrapolation zwischen der tatsächlichen Messhöhe und den Modellierungshöhen. Dies schränkt die Nutzbarkeit von bodennahen Messungen stark ein.
- Räumliche Abdeckung des Landesgebiets durch Messdaten.

Im Falle des Vorarlberger Windatlasses kommt zusätzlich noch die Herausforderung der anspruchsvollen geographischen Strukturierung hinzu. Im alpinen Raum können auf sehr kleinräumigen Distanzen große Unterschiede im Windangebot auftreten. So besteht eine Unsicherheit in der Beschreibung eng begrenzter lokaler Windsysteme, z.B. bodennaher Fallwinde. Umgekehrt ist es auch möglich, dass Windmessungen durch solche lokalen Effekte beeinflusst sind. Diese Messwerte dürfen dann auf keinen Fall auf meso-skalige Windbedingungen extrapoliert werden.

3.4.2 Vergleich mit bisherigen Ergebnissen

Schweizer Windatlas

Der Schweizer Windatlas (windatlas.ch) wurde 2016 veröffentlicht und im Jahr 2019 nochmals aktualisiert. Zu großen Teilen (Schweiz, Süddeutschland) verwendet der Schweizer Windatlas dieselbe Datenbasis wie der hier vorgestellte Vorarlberger Windatlas, die verwendete Methodik ist jedoch eine andere: Während der Vorarlberger Windatlas – als Update des AuWiPot Datensatzes – auf einer geostatistischen Modellierung beruht, wurde für die Erstellung des Schweizer Windatlases die Computational Fluid Dynamics (CFD) Software *WindSim* verwendet. Da hierbei eine Simulation von mittleren Windbedingungen durchgeführt wurde, können thermisch induzierte Windsysteme nicht abgebildet werden (Koller & Humar, 2019). In den angrenzenden Regionen im Rheintal zeigen der Schweizer und der Vorarlberger Windatlas eine gute Übereinstimmung. In den bergigen Grenzregionen ergibt sich ein etwas unterschiedliches Höhenprofil des Windangebots. Im Schweizer Windatlas sind hohe Windgeschwindigkeiten relativ eng auf die jeweils höchsten Erhebungen, Grate und Gipfelregionen, begrenzt. Im Vorarlberger Windatlas werden auch in etwas tiefergelegenen Höhenregionen noch relativ hohe Windgeschwindigkeiten ausgewiesen. Eine Bewertung dieser leicht unterschiedlichen Charakterisierungen ist jedoch anhand der vorliegenden Datenbasis nicht möglich.

Windkataster St. Gallen

Für den Kanton St. Gallen wurde auf der NTB Buchs ein Kataster der Windleistung in einer räumlichen Auflösung von 200 m auf Basis von meteorologischen Modellen erstellt (Oppliger, Dürr, & Bertsch, 2016).

Soweit die publizierten Daten eine Bewertung zulassen weist der Windkataster St. Gallen entlang der Grenze zwischen St. Gallen und Vorarlberg im Rheintal ein im Wesentlichen übereinstimmendes Niveau des Windangebots aus. Auffällig, und im Widerspruch zu den Schweizer Windatlas, gibt es jedoch im Windkataster St. Gallen lokale hot-spots der Wind-Leistungsdichte bei Oberriet und St. Margrethen, die sich auch im Vorarlberger Windatlas so nicht wiederfinden. Eine Analyse der möglichen Ursachen für diese divergierenden Ergebnisse ist anhand der verfügbaren Informationen nicht möglich.

Bayerischer Windatlas

Für die Erstellung des Bayerischen Windatlases (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2021) wurden meteorologische Simulationen (hier mit der Software *WRF*) als Ausgangspunkt verwendet, welche in einem zweiten Schritt angepasst und auf ein höher aufgelöstes Gitter skaliert wurden. Für diesen Schritt wurden Geländehöhen- und Rauigkeitskorrekturen und CFD Simulationen mit der Software *Metedyn* verwendet. Für die Skalierung der Modellierungsergebnisse wurden auch für den Bayerischen Windatlas reale Windmessdaten herangezogen. Neben bodennahen Messungen der meteorologischen Stationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD), wurden auch eine Reihe von Windmessungen für die Windenergie und Betriebsdaten von Windkraftanlagen verwendet. Für den südlichen Teil Bayerns standen dabei jedoch nur eine sehr begrenzte Anzahl von Winddaten auf einer für die Windenergie relevanten Messhöhe zu Verfügung. Insbesondere gab es in dem, an Vorarlberg angrenzenden, südwestlichen Teil Bayerns keine solchen Windenergie-spezifischen Messdaten (anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH, 2023).

Im Vergleich zu dem Vorarlberger Windatlas weist der Bayerische Windatlas in den höher gelegenen Gipfel- und Bergregionen entlang des östlichen Teils des Grenzverlaufs zwischen Vorarlberg und Bayern (Hoher Ifen, Kleinwalsertal) tendenziell etwas höhere Windgeschwindigkeiten auf. Im Gegensatz dazu ergibt der Bayerische Windatlas weiter westlich, in der Bodenseeregion und nördlich angrenzend des

Pfänderrückens, im Vergleich sehr viel geringere Windgeschwindigkeiten, die im klaren Widerspruch zu den Ergebnissen der Pfänder-Windmessung stehen.

AuWiPot, Windatlas und Windpotentialstudie Österreich 2011

Der aktuelle Vorarlberger Windatlas wurde als Aktualisierung des Österreichischen Windatlasses realisiert. Insofern zeigen die Windverteilungen viele übereinstimmende Muster. Die aktuellen Ergebnisse des Vorarlberger Windatlasses weichen von den Ergebnissen der AuWiPot Studie aus dem Jahr 2011 (Krenn A., et al., 2011) vor allem in zwei Punkten ab: In den aktuellen Ergebnissen sind, basierend auf den Resultaten der Windmessung am Pfänder, die Windverhältnisse in der Bodensee- und Pfänderregion deutlich besser eingeschätzt. Im Gegenzug weisen die mittlerweile vorliegenden Messergebnisse aus den südlichen Landesteilen (an der Grenze zur Schweiz, Rätikon, Silvretta) auf deutlich schwächere Windbedingungen hin, als noch im AuWiPot dargestellt. Dementsprechend weist der neue Windatlas in dieser Region nun geringere Windgeschwindigkeiten aus. In Abb 6 sind diese Unterschiede anhand des Beispiels der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe dargestellt.

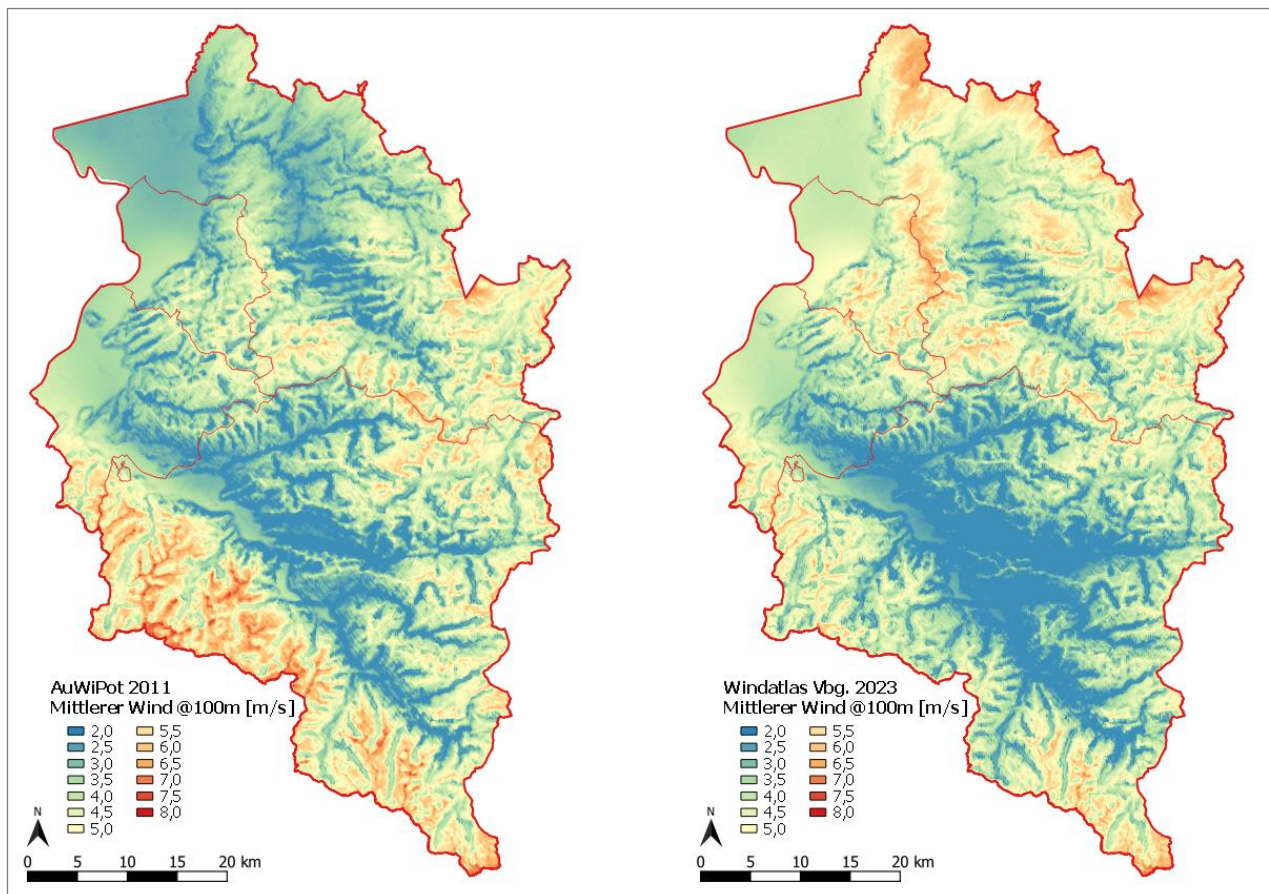


Abb 6: Vergleich der Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 100 m über Grund nach der AuWiPot Studie 2011 (links) und dem aktuellen Vorarlberger Windatlas (rechts).

ZAMG 2003

Bereits im Jahr 2003 hat die Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik im Auftrag der Vorarlberger Landesregierung das Windpotential Vorarlbergs erhoben (ZAMG, 2003). Abb 7 zeigt einen Vergleich der Ergebnisse von 2003 mit dem aktuellen Vorarlberger Windatlas anhand der Windgeschwindigkeiten in

70 m und 80 m Höhe. Aufgrund der jeweiligen Modellierungshöhen ist ein Vergleich mit übereinstimmender Bezugshöhe nicht möglich.

Während in manchen Abschnitten (z.B. Bodenseeregion) eine gute Übereinstimmung festzustellen ist, gibt es in anderen Regionen, insbesondere in Bereichen mit einer komplexen Orographie, deutliche Abweichungen. Zum Teil sind diese Unterschiede sicherlich der unterschiedlichen räumlichen Auflösung zuzuschreiben. Darüber hinaus scheint in den ZAMG Ergebnissen die Differenzierung zwischen Tallagen und Gipfelbereichen weniger ausgeprägt, wodurch es möglicherweise mancherorts zu einer zu optimistischen Bewertung von Tallagen kommt. Aufgrund der im Detail unklaren Methodik der ZAMG Studie ist es nicht möglich, Ursachen für diese Unterschiede festzumachen.

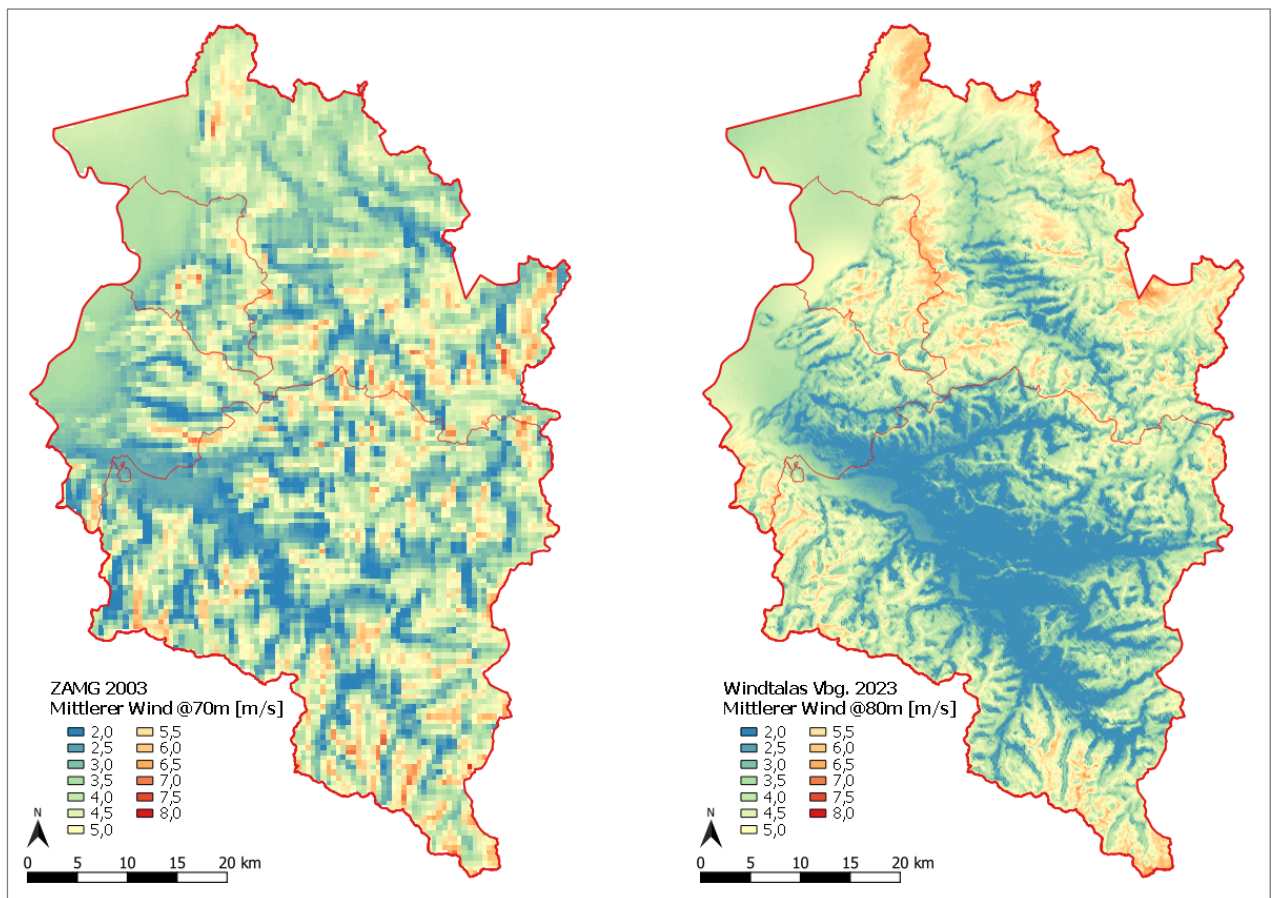


Abb 7: Vergleich der Windgeschwindigkeiten nach der ZAMG Studie von 2003 in 70 m Höhe (links) und dem aktuellen Vorarlberger Windatlas von 2023 in 80 m Höhe (rechts).

4. Windpotentialflächen in Vorarlberg

Die oben beschriebenen Ergebnisse für das Windangebot in Vorarlberg können nun – zusammen mit geographischen Kriterien wie Hangneigung, Wasserflächen und Vergletscherungen – genutzt werden, um potentielle Flächen für die Windenergienutzung in Vorarlberg auszumachen. Die entsprechenden Kriterien und resultierenden Ausschlussflächen werden in den folgenden Abschnitten separat diskutiert und anschließend in Abschnitt 4.3 zusammengeführt, woraus sich dann die Potentialflächen für die Windenergienutzung ergeben.

4.1 Leistungsdichte des Windes als Kriterium für Potentialflächen

Zielsetzung dieses Kriteriums ist es, jene Flächen zu identifizieren, auf denen aufgrund des vorhandenen Windangebots eine Windenergienutzung realistischer Weise angedacht werden kann. Um Flächen mit tendenziell niedrigen Windgeschwindigkeiten mit zu berücksichtigen und in Hinblick auf die in Abschnitt 3.4.1 diskutierten Unsicherheiten in der Windmodellierung wurde hierbei bewusst ein wenig strenges Kriterium gewählt.

In Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit eines konkreten Windenergieprojektes ist festzuhalten, dass diese von vielen individuellen Einflussfaktoren abhängt. Dazu zählen die standortspezifischen Kosten für die Errichtung und den laufenden Betrieb eines Windparks sowie die Erlöse, die am Energiemarkt und durch Marktprämien erzielt werden können, wobei insbesondere die Marktpreise für Energie starken Schwankungen unterworfen sind. Darüber hinaus hängt die Wirtschaftlichkeit eines Windenergieprojektes von den Abläufen in der Projektentwicklung, der Erfahrung und finanziellen Potenz des Projekteigentümers sowie diversen externen Rahmenbedingungen (wie das jeweilige Zinsniveau) ab.

Zusammengenommen ist daher eine pauschale Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten ausschließlich nach einem Kriterium der Wind-Leistungsdichte nicht möglich.

Um dennoch zu einer Vorselektion möglicherweise interessanter Projektflächen zu kommen, wurde für die Zwecke der gegenständlichen Studie eine Mindest-Leistungsdichte des Windes von 150 W/m^2 auf einer Referenzhöhe von 100 m über Grund angenommen. Dieser Wert orientiert sich an der EAG Marktpreisverordnung 2022 (Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2023): Dort wird der größte Zuschlag für eine rotorkreisflächenspezifische Jahresstromproduktion von $557 \text{ kWh/m}^2/\text{Jahr}$ (und weniger) gewährt. Abhängig von den Annahmen zur Windverteilung (bspw. in der Form des Weibull „k“), zur Leistungskurve der Windkraftanlage und zu den technischen Verlusten entsprechen diese $557 \text{ kWh/m}^2/\text{Jahr}$ einer Leistungsdichte des Windes von etwa 180 W/m^2 (für $k=2$, größere Leistungsdichten für kleineres k). Um der Modellierungsunsicherheit des hier verwendeten Datensatzes für die Leistungsdichte Rechnung zu tragen, wurden demgegenüber der Grenzwert nochmal reduziert auf 150 W/m^2 angesetzt¹. Dieses Kriterium von 150 W/m^2 entspricht, je nach

¹ Eine standortspezifische Leistungsdichte von mehr als 150 W/m^2 (laut Modell) bedeutet keinesfalls, dass damit ein Projekt wirtschaftlich erfolgreich umgesetzt werden kann. Es gibt zahlreiche Projekte im Osten Österreichs mit deutlich mehr Wind ($> 250 \text{ W/m}^2$), die derzeit aufgrund der generellen Rahmenbedingungen (Entwicklung der WKA-Preise, steigendes Zinsniveau, lange kostspielige Genehmigungsverfahren, Konkurrenz mit anderen Projekten in Ausschreibungen, etc.) nicht realisiert werden können. Es ist der Energiewerkstatt wichtig darauf hinzuweisen, dass dieser (niedrig angesetzte) Grenzwert von 150 W/m^2 nur zur Vorselektion möglicherweise interessanter Projektflächen dienen kann, und keinesfalls für eine pauschale Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten missbraucht werden darf.

Form der Windgeschwindigkeitsverteilung, einer mittleren Windgeschwindigkeit von etwa 4,5 m/s bis 5 m/s. Eine eindeutige Umrechnung ist, wie in Abb 2 illustriert, nicht möglich.

Zusätzlich zum Thema der pauschalen Bewertung der Wirtschaftlichkeit anhand der Leistungsdichte ist zu beachten, dass die Angaben im Windatlas nur eine Einschätzung zum derzeitigen Informationsstand darstellen und die realen Windverhältnisse in manchen Fällen deutlich davon abweichen können. Eine auf diesen Daten basierende raumplanerische Regelung würde somit Gefahr laufen, Flächen mit einem tatsächlich ungeeigneten Windangebot für eine Windenergieentwicklung vorzusehen, oder umgekehrt, tatsächlich gut nutzbare Flächen von einer Windenergienutzung auszuschließen. Unabhängig von dem anzuwendenden Kriterium sollten daher die hier vorgestellten Winddaten nicht als Grundlage für eine raumplanerische Regelung verwendet werden. Wie bereits in Abschnitt 1 beschrieben, sind die tatsächlich an einem Standort vorherrschenden Windbedingungen ohnehin im Vorfeld eines Windenergieprojektes durch eine Windmessung vor Ort zu erheben.

In Abb 8 sind all jene Flächen grün hinterlegt, in denen das Mindestkriterium von 150 W/m^2 in einer Höhe von 100 m über Grund nicht erfüllt wird. Die gesamte Ausdehnung dieser Flächen umfasst etwa 2150 km^2 , entsprechend 82,6% der Vorarlberger Landesfläche. Selbst bei dem hier mit 150 W/m^2 sehr niedrig angelegten Schwellenwert bieten demnach also nur etwa 18% der Vorarlberger Landesfläche Windbedingungen, die für eine Windenergienutzung interessant sein könnten.

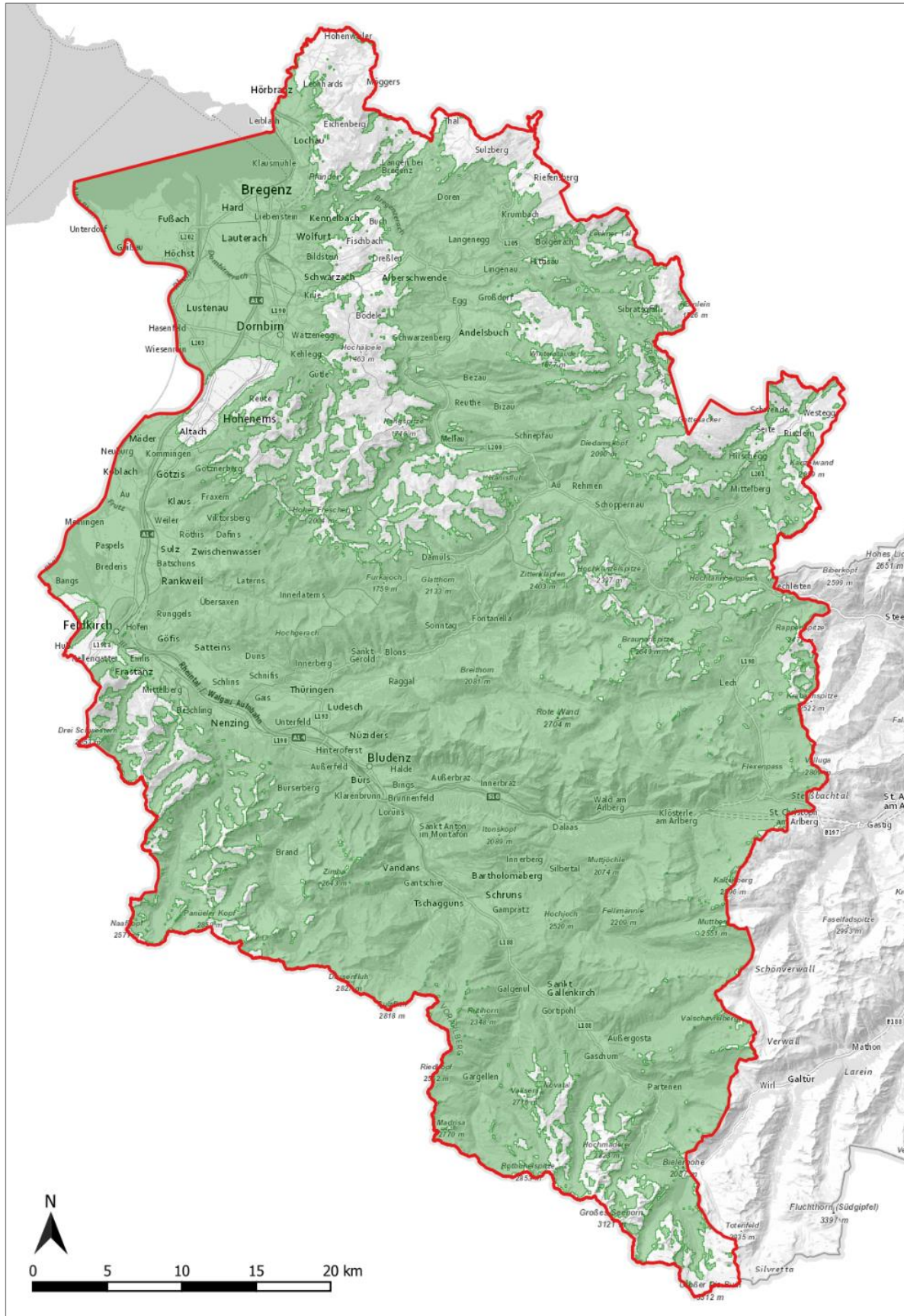


Abb 8: Flächen In Vorarlberg mit einer berechneten Leistungsdichte des Windes von unter 150 W/m² in 100 m über Grund [Hintergrundkarte: basemap.at].

4.2 Geographische Kriterien für Potentialflächen

Zusätzlich zum Windangebot ergeben sich aus den geographischen Gegebenheiten weitere Einschränkungen für die Windenergienutzung. Im Gegensatz zu den flachen Regionen Ostösterreichs ist im alpinen Raum die Hangneigung des Geländes in zweierlei Hinsicht ein sehr wichtiges Kriterium:

Zum einen können im steilen Gelände die Errichtung von Windkraftanlagen und der Transport der Maschinenkomponenten eine große Herausforderung sein. Im Fundamentbereich sowie für Montage- und Kranarbeiten sind horizontale Flächen notwendig, die gegebenenfalls angeschüttet und planiert werden müssen. Der Transport der schweren und großen Maschinenkomponenten erfordert gut ausgebaute Zufahrtstraßen die Mindestanforderungen in Breite, Tragfähigkeit, Kurvenradien und Steigung erfüllen müssen.

Die zweite wesentliche Einschränkung für den Betrieb von Windkraftanlagen in Hanglagen ist die maximal zulässige Schräganströmung. Windkraftanlagen in der üblichen Bauart als Horizontalachsen-maschinen sind darauf ausgelegt, dass die Anströmung im annähernd rechten Winkel auf die Rotorebene erfolgt, d.h. dass der Vektor der Windgeschwindigkeit annähernd horizontal ist. Eine Anströmung in einem schrägen Winkel auf die Rotorebene kann sehr große Lasten auf Maschinenkomponenten wie Rotorblätter, Nabe, oder Turmkopf verursachen. Die Einhaltung von zulässigen Schräganströmungsbedingungen ist daher ein wichtiger Teil in der Überprüfung der Standorteignung von Windkraftanlagen.

In erster Näherung kann man davon ausgehen, dass der Wind entlang der Geländekontur strömt. An Standorten in Hanglagen muss man daher mit einer Schräganströmung rechnen, die der Hangneigung entspricht. Die Eignung einer Anlagentype für die gegebenen Anströmungsbedingungen ist im Einzelfall zu prüfen. Allgemein kann man jedoch von einer maximal zulässigen Hangneigung von etwa 15° ausgehen. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese maximale Hangneigung nicht nur unmittelbar im Fundamentbereich der Anlage, sondern auf einer gewissen, für die Anströmung relevanten Fläche im Umfeld der Anlage, eingehalten werden muss. Für die Bestimmung der Potentialflächen in dieser Studie wurde daher für die Anwendung des Hangneigungskriteriums eine Mindestgröße von 10 ha verwendet. D.h. ein Flächenelement mit einer Hangneigung kleiner 15° wurde nur dann als Potentialfläche berücksichtigt, wenn es eine Größe von 10 ha übersteigt. In Abb 9 sind all jene Landesteile Vorarlbergs braun hinterlegt, in denen nach diesem Kriterium die Hangneigung des Geländes 15° übersteigt und die aus diesem Grund für eine Windenergienutzung nicht in Frage kommen. Zusammengenommen machen Flächen mit einer Hangneigung größer als 15° etwa 1976 km² aus, was 75,9% der Vorarlberger Landesfläche entspricht.

Weitere rein geographische Ausschlusskriterien für die Windenergienutzung sind Gewässerflächen und vergletscherte Flächen im Hochgebirge. Insgesamt machen diese Flächen etwa 56,2 km², oder 2,2% der Vorarlberger Landesfläche, aus.



Abb 9: Flächen in Vorarlberg mit einer Hangneigung größer als 15°. Teilflächen welche dieses Kriterium unterschreiten, aber weniger als 10 ha umfassen, wurden nicht berücksichtigt [Hintergrundkarte: basemap.at].

4.3 Potentialflächen für die Windenergienutzung in Vorarlberg

Aus Kombination und Inversion der Ausschlusskriterien aus den obigen Abschnitten 4.1 und 4.2 ergeben sich die Flächen für eine potentielle Windenergienutzung aus technischen und geographischen Gesichtspunkten. Um kleine und kleinste Teilflächen auszuschließen, wurde zusätzlich zu dem oben beschriebenen 10 ha Kriterium bei der Anwendung das Hangneigungskriteriums, die ermittelten Potentialflächen noch einmal auf eine Mindestgröße von 10 ha gefiltert.

Die Ergebnisse für die Potentialflächen sind in Abb 10 dargestellt. Diese potentiellen Windenergieflächen umfassen zusammen etwa 112,7 km², was 4,3% der Landesfläche Vorarlbergs entspricht. Man beachte, dass diese Kriterien nur einen Teilaspekt der für die Windenergie relevanten Themen abdecken, da hierbei Naturschutzgebiete, allfällige Abstände zu Siedlungen und Verkehrsinfrastruktur, etc. noch nicht berücksichtigt sind. Auch sei an dieser Stelle noch einmal auf die Unsicherheit in der Windmodellierung wie in Abschnitt 3.4.1 diskutiert verwiesen, die sich in einer entsprechenden Unsicherheit in den ermittelten Potentialflächen niederschlägt.

Während alle potentiellen Windenergieflächen das verwendete Mindestkriterium einer berechneten Wind-Leistungsdichte von über 150 W/m² erfüllen, gibt es große Unterschiede in dem laut Windkarte in Abb 5 vorhandenen Windenergiepotential. Um eine Unterscheidung von Potentialflächen in Hinblick auf die jeweilige Leistungsdichte zu ermöglichen, wurde in Abb 11 die Leistungsdichte des Windes innerhalb der Potentialflächen farblich dargestellt (mit derselben Farbskala wie in Abb 5). Die in dieser Darstellung orange dargestellten Bereiche weisen demnach ein höheres Windpotential aus als gelb oder grünlich eingefärbte Flächen.

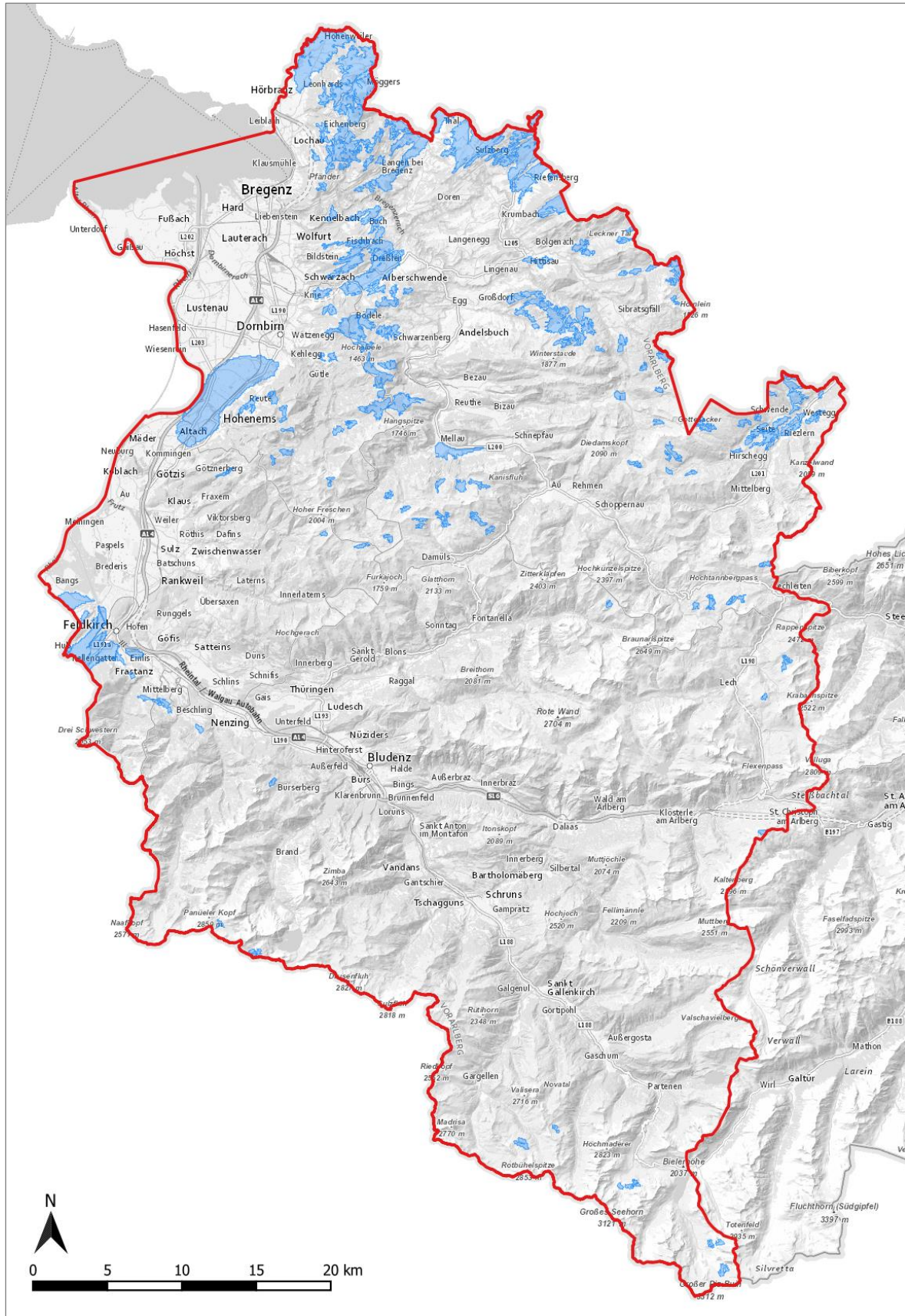


Abb 10: Potentielle Flächen für die Windenergienutzung in Vorarlberg nach rein technischen und geographischen Kriterien (Energiedichte des Windes auf 100 m > 150 W/m², Hangneigung < 15°). Teilflächen kleiner als 10 ha wurden nicht berücksichtigt [Hintergrundkarte: basemap.at].

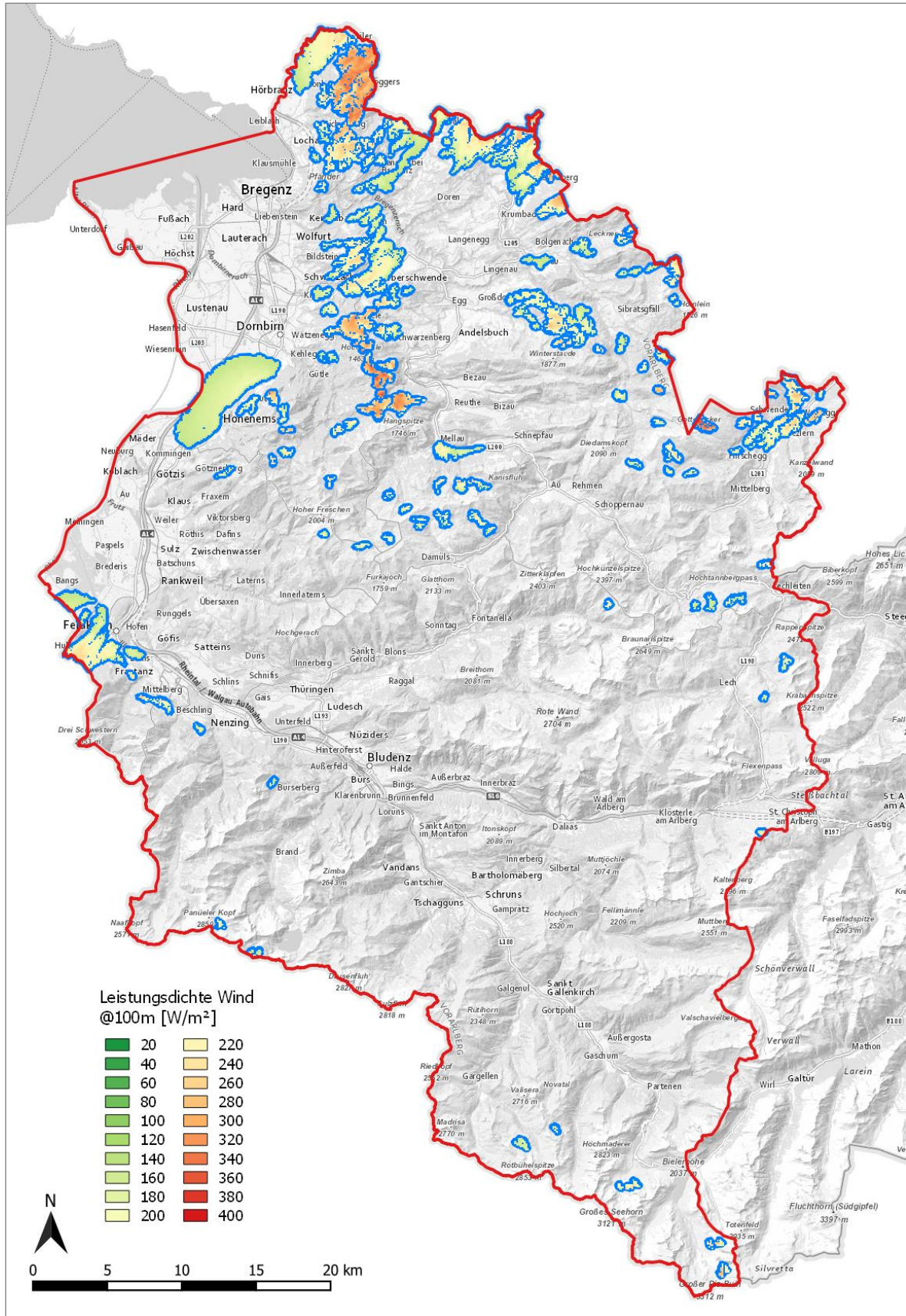


Abb 11: Berechnete Leistungsdichte des Windes in 100 m über Grund innerhalb der blau hinterlegten, nach technischen und geographischen Kriterien festgelegten Potentialflächen [Hintergrundkarte: basemap.at].

4.4 Regionsweise Diskussion des Vorarlberger Windenergiepotentials

Für eine detaillierte Betrachtung der ermittelten potentiellen Windenergieflächen wurde Vorarlberg, wie in Abb 12 dargestellt, in folgende Regionen unterteilt:

1. Pfänder-Region
2. Bregenzerwald
3. Allgäuer Alpen
4. Lechtaler Alpen
5. Rätikon-Silvretta
6. Feldkirch

Die folgende Diskussion der einzelnen Regionen Vorarlbergs in Hinsicht auf das Windenergiepotential folgt dieser Unterteilung.

Windenergiepotential in der Pfänder-Region (1)

In Hinsicht auf das Windpotential und die Landschaftsformen ist der Pfänderrücken auf jeden Fall eine der für die Windenergienutzung am besten geeigneten Regionen. Für die Leistungsdichte des Windes weist der Vorarlberger Windatlas hier Werte zwischen 200 W/m^2 und 300 W/m^2 aus. In dem weiter westlich gelegenen flachen Gelände bei Hörbranz werden zusätzlich Potentialflächen ausgewiesen, jedoch mit deutlich ungünstigeren Windbedingungen. Dasselbe gilt für die weiter östlich ausgewiesenen Potentialflächen zwischen Langen und Thal.

Windenergiepotential in der Region Bregenzerwald (2)

In den westlichen Teilen des Bregenzerwaldes befindet sich ein weiterer großer Teil der ermittelten Potentialflächen für die Windenergienutzung in Vorarlberg. In der Region findet sich laut der Windmodellierung mit bis zu 350 W/m^2 auch mit das beste Windangebot Vorarlbergs. Gleichzeitig sind die runden und flachen Bergformen, gerade im nördlichen Teil, besser für eine Windenergienutzung geeignet als die steilen und schroffen Gebirgsformen in Zentralalpenbereich. Das verwendete Hangneigungskriterium von maximal 15° schließt daher in diesem Bereich nur einen vergleichsweise geringen Flächenanteil aus (siehe Abb 9). Richtung Süden, beim hohen Freschen und Nob, wird hingegen das Gelände wieder bereits deutlich anspruchsvoller, was sich in kleineren Fragmenten von Potentialflächen äußert. Die im Rheintal beim Flugplatz Hohenems ausgewiesene Potentialfläche hat zwar eine große zusammenhängende Fläche, aber mit einer Wind-Leistungsdichte von etwa 170 W/m^2 ein schwaches Windangebot.

Windenergiepotential in den Allgäuer Alpen (3)

In den Vorarlberger Ausläufern der Allgäuer Alpen ist das Windangebot zwar bereits merklich weniger günstig als in den zuvor diskutierten Regionen, flächenmäßig findet sich aber hier ebenfalls ein großer Teil der in Vorarlberg ermittelten Potentialflächen für die Windenergienutzung. Die höchste Leistungsdichte wird, auch durch die große Seehöhe bedingt, im Bereich des hohen Ifen ausgewiesen. In den anderen Potentialflächen liegt die berechnete Leistungsdichte überwiegend im Bereich bis zu 250 W/m^2 . Die eher hügeligen als bergigen Landschaftsformen in diesem Teil Vorarlbergs bieten ansonsten günstige Rahmenbedingungen für eine potentielle Windenergienutzung.

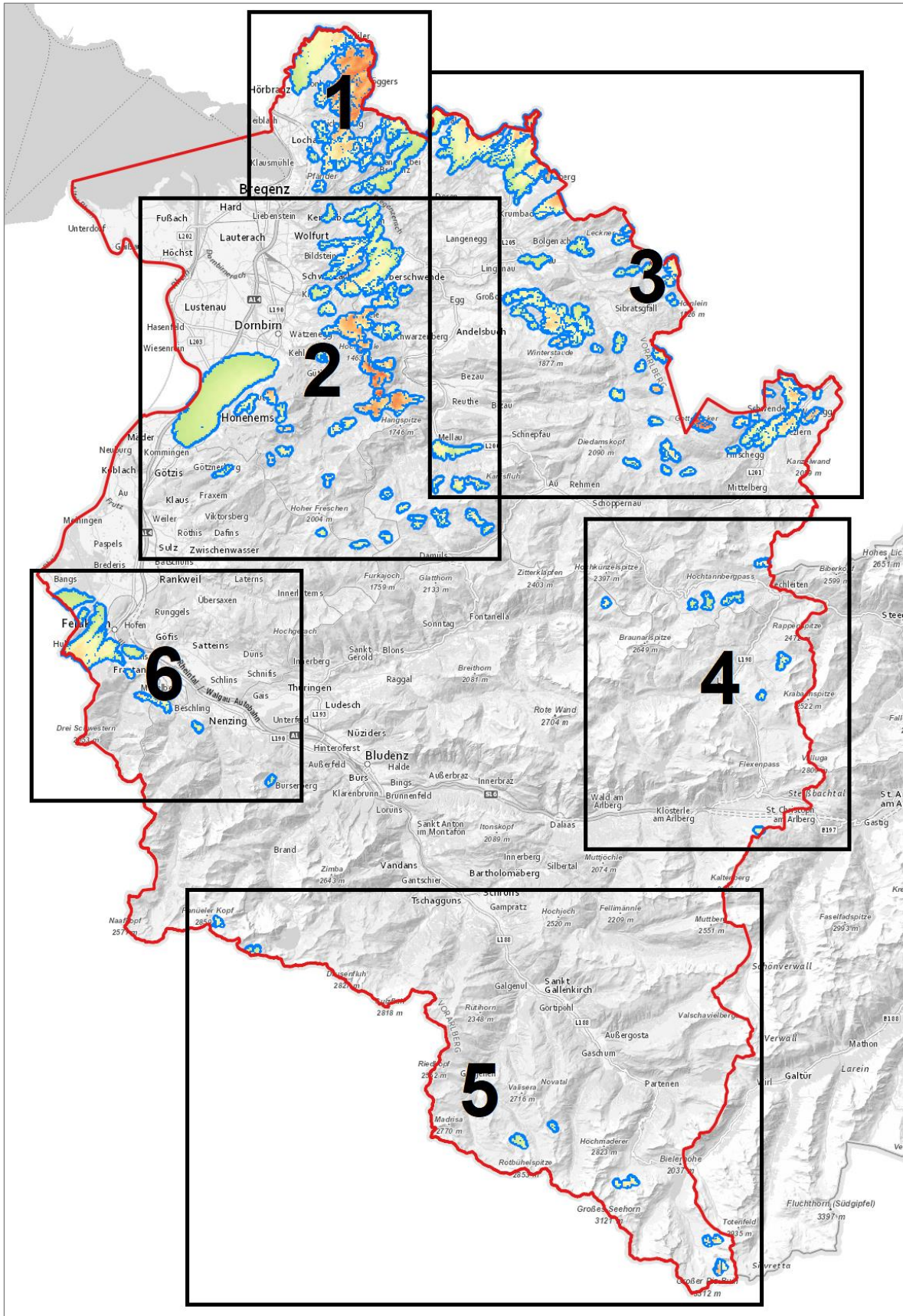


Abb 12: Unterteilung Vorarlbergs für die Diskussion der Windenergiepotentials [Hintergrundkarte: basemap.at].

Windenergiepotential in den Lechtaler Alpen (4)

Der Vorarlberger Teil der Lechtaler Alpen hat durchwegs einen hochalpinen Charakter, wodurch große Flächenanteile durch das Kriterium der maximalen Hangneigung von 15° wegfallen. Die verbliebenen Potentialflächen zeigen laut Vorarlberger Windatlas nur ein mäßiges Windangebot, zumeist im Bereich bis 200 W/m². Zudem wäre in dem alpinen Gelände die Realisierung eines Windenergieprojekts ein anspruchsvolles Unterfangen. Möglicherweise könnte dabei allerdings die Straßen- und Netzinfrastruktur der Wintersportgebiete in der Region mitgenutzt werden.

Windenergiepotential in der Region Rätikon-Silvretta (5)

Die Region Rätikon-Silvretta zeigt zwar in den höheren Regionen ein nutzbares Windpotential, die berechnete Leistungsdichte des Windes liegt aber auch hier zumeist im Bereich bis 200 W/m². Aufgrund der alpinen Landschaftsformen mit großen Hangneigungen sind sehr viele Flächenanteile für eine Windenergienutzung ungeeignet. Nach den hier angewandten Kriterien einer Mindestleistungsdichte des Windes von 150 W/m² und einer maximalen Hangneigung von 15° verbleiben somit nur eine relativ geringe Anzahl potentieller Windenergieflächen.

Windenergiepotential in der Region Feldkirch (6)

Schlussendlich werden auch in der Region Feldkirch einige potentielle Windenergieflächen ausgewiesen. Die größte davon im Bereich Feldkirch im Rheintal, sowie einige kleinere Flächen im Walgau. Mit Ausnahme der Fläche südlich von Feldkirch, sind diese Flächen nach den Ergebnissen des Vorarlberger Windatlases von einem nur mäßigen Windangebot im Bereich von etwa bis zu 200 W/m² charakterisiert.

5. Literaturverweise

anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2023). Telephonische Auskunft der Fa. anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. (2021). *Bayerischer Windatlas: Potenzial der Windenergie in Bayern*.

Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. (17. 03 2023). *EAG-Marktpremienverordnung 2022*. Von <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012029> abgerufen

Koller, S., & Humar, T. (2019). *Windpotentialanalyse für Windatlas.ch: Jahresmittelwerte der modellierten Windgeschwindigkeit und Windrichtung. Bericht zur Aktualisierung des Windatlas von 2016*.

Krenn, A., Winkelmeier, H., Cattin, R., Müller, S., Truhetz, H., Biberacher, M., & Eder, T. (2010). Austrian Wind Atlas And Wind Potential Analysis. *10th German Wind Energy Conference DEWEK 2010*. Bremen.

Krenn, A., Winkelmeier, J., Tiefgraber, C., Cattin, R., Müller, S., Truhetz, H., . . . Gadocha, S. (2011). *Endbericht Windatlas und Windpotentialstudie Österreich*.

Oppliger, D., Dürr, B., & Bertsch, S. (2016). *Schlussbericht: Entwicklung einer Methodik zur Erstellung eines Windkatasters mittels CFD Simulationen*.

Winkelmeier, H., Krenn, A., & Zimmer, F. (2014). *Publikationsbericht: Das Realisierbare Windpotential Österreichs für 2020 und 2030, Follow-Up Studie zum Projekt Windatlas und Windpotentialstudie Österreich*.

ZAMG. (2003). *Das Windpotential Vorarlbergs*.

Digitales Geländehöhenmodell des BEV: www.data.gv.at, Creative Commons (CC BY 4.0)

Daten zu Gewässer- und Gletscherflächen: OpenStreetMap, Creative Commons (CC BY-SA 2.0)

6. Abbildungsverzeichnis

Abb 1:	Karte der berechneten mittleren Windgeschwindigkeit in Vorarlberg in einer Höhe von 100 m über Grund.	9
Abb 2:	Vergleich zweier Weibullfunktionen mit $k = 1,5$ (grün) und $k = 2$ (rot), die jeweils einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5 m/s entsprechen.	10
Abb 3:	Karte des berechneten Weibullkoeffizienten a für eine Höhe von 100 m über Grund.	11
Abb 4:	Karte des berechneten Weibullkoeffizienten k für eine Höhe von 100 m über Grund.	12
Abb 5:	Karte der berechneten mittleren Leistungsdichte des Windes in Vorarlberg in einer Höhe von 100 m über Grund.	14
Abb 6:	Vergleich der Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 100 m über Grund nach der AuWiPot Studie 2011 (links) und dem aktuellen Vorarlberger Windatlas (rechts).	17
Abb 7:	Vergleich der Windgeschwindigkeiten nach der ZAMG Studie von 2003 in 70 m Höhe (links) und dem aktuellen Vorarlberger Windatlas von 2023 in 80 m Höhe (rechts).	18
Abb 8:	Flächen In Vorarlberg mit einer berechneten Leistungsdichte des Windes von unter 150 W/m^2 in 100 m über Grund [Hintergrundkarte: basemap.at].	21
Abb 9:	Flächen In Vorarlberg mit einer Hangneigung größer als 15° . Teilflächen welche dieses Kriterium unterschreiten, aber weniger als 10 ha umfassen, wurden nicht berücksichtigt [Hintergrundkarte: basemap.at].	23
Abb 10:	Potentielle Flächen für die Windenergienutzung in Vorarlberg nach rein technischen und geographischen Kriterien (Energiedichte des Windes auf 100 m $> 150 \text{ W/m}^2$, Hangneigung $< 15^\circ$). Teilflächen kleiner als 10 ha wurden nicht berücksichtigt [Hintergrundkarte: basemap.at].	25
Abb 11:	Berechnete Leistungsdichte des Windes in 100 m über Grund innerhalb der blau hinterlegten, nach technischen und geographischen Kriterien festgelegten Potentialflächen [Hintergrundkarte: basemap.at].	26
Abb 12:	Unterteilung Vorarlbergs für die Diskussion der Windenergiepotentials [Hintergrundkarte: basemap.at].	28